

$$q_i = 2\pi(T_i - T_0) / \sum_{i=1}^N \frac{1}{\lambda_i} \ln \left(\frac{R_i}{R_{i-1}} \right), \quad (7)$$

где q_i – интенсивность теплового потока через границу i цилиндра; λ_i и T_i – удельная теплопроводность и температура i слоя соответственно; R_i – радиус i цилиндра; R_{i-1} – радиус $(i - 1)$ цилиндра.

Таким образом проанализирована система уравнений, позволяющая описать процесс выпадения АСПО на стенках скважин и промысловых трубопроводов с точки зрения теории тепломассопереноса, как процесса одновременного распространения вещества и энергии в пространстве.

Данные положения могут быть использованы для детального прогноза глубины, времени, интенсивности образования парафиновых отложений, их геометрических характеристик, а также как отдельное положение при расчете промысловых трубопроводов. Как показывает практика, аналитическое решение подобных систем уравнений весьма затруднительно. Поэтому для получения допустимо приближенных решений рекомендуется использовать компьютерные технологии или численные методы.

Литература

1. Брюханов О.Н., Шевченко С.Н. Тепломассообмен: Учебник. – М.: ИНФРА-М, 2012. – 464 с. – (Высшее образование: Бакалавриат)
2. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. – М. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005 – 254 с.
3. Пустовалов В.М. Моделирование эффективности эксплуатации фонда скважин, осложненных парафино-солеотложениями (в условиях ТПП «Урайнефтегаз») [Текст]: дис. ... канд. техн. наук / Пустовалов Владимир Михайлович. – Тюмень, 2003. – 206 с
4. Шагапов В.Ш., Мускаев Н.Г. Теоретическое моделирование работы газонефтяной скважины в осложненных условиях // Прикл. механика и техн. физика. 1997, Т.38, №2. С.125-134
5. Шабаров А.Б., Кислицын А.А. Теория тепломассопереноса в нефтегазовых и строительных технологиях: учеб. пособие для вузов: Тюменский государственный университет. – М.: Издательство Юрайт, 2018. – 332 с. – Серия: Университеты России.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Юлдашбеков Ш.А.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки и характеризуются низким темпом выработки запасов. Становится актуальным вопрос о локализации остаточных запасов нефти, поэтому одним из самых эффективных методов повышения КИН, вовлечение слабодренлируемых и добычи остаточных запасов нефти является бурение боковых стволов скважин малого диаметра.

Остаточные запасы - это запасы нефти, которые характеризуются очень маленькой, а иногда нулевой скоростью фильтрации в слабопроницаемых зонах, линз, пропластков или слоях. Остаточные запасы в основном сосредоточены в отдельных изолированных линзах, в застойных зонах пласта [1]. Важно, что для добычи небольших остаточных запасов, бурение новых скважин приведет к увеличению капитальных затрат, потому что участок потребует обустройства дополнительной кустовой площадки, отсыпки, что ведет к огромным затратам и увеличению времени строительства, из-за чего дальнейшая разработка месторождений становится нерентабельной. В связи с этим использование боковых стволов для восстановления нерабочих и низко продуктивных скважин является оптимальным вариантом.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений имеют сложное геологическое строение. Основой сложного геологического строения месторождений севера Красноярского края являются образования осадочных пород палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Добыча флюида происходит с залежей Нижнехетской, Яковлевской и Долганских свит. Все продуктивные пласты-коллекторы относятся к терригенному типу (представлены песчаниками и алевролитами). Песчаники Нижнехетской свиты более сцементированы, цемент глинистый (монтмориллонит, гидрослюда). Флюидоупорами служат аргиллитоподобные глины и углистые аргиллиты с прослоями известняков мощностью 10-15 м.

Учитывая данные факторы, месторождения Красноярского края имеют следующие геолого-физические особенности:

Наличие многолетнемерзлых пород затрудняет как процесс бурения, так и процесс добычи. Низкие температуры верхних пластов ($t_{cp}=12^{\circ}\text{C}$) вызывают осложнения работы оборудования и трудности, возникающие при подъеме флюидов на поверхность.

Сравнительно высокие содержания глинистого цемента – алевролита (до 35 %), а также локальные зоны глинизации. Это приводит к тому, что при первичном вскрытии продуктивного пласта происходит интенсивное проникновение фильтрата бурового раствора далеко в продуктивный пласт и, вследствие постепенного набухания глинистого цемента коллектора, закупорка существенной доли поровых каналов.

Технология бурения боковых стволов по классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) эффективнее в ситуациях, когда запасы флюида находятся в сложных геологических условиях залегания (Рис.).

Основные геологические критерии для зарезки боковых стволов по классификации TAML:

- низкопроницаемые и терригенные коллекторы с малой мощностью;
 - застойные зоны пласта, слоистые пласты, линзы, в которых необходимо увеличить степень охвата коллектора;
 - недонасыщенные коллектора;
 - месторождения углеводородов на территориях с ограниченной возможностью ведения буровых работ.
- Основные критерии при выборе интервала зарезки боковых стволов:
- изоляция нефтеносных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу;
 - герметичность всех технических и обсадных колонных труб, их качественное цементирование;
 - максимальная интенсивность искривления ствола не должна превышать 4-6° на 10 м;
 - предотвращение ухудшения коллекторных свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.

Согласно классификации TAML, горизонтально разветвленные скважины делятся на 6 уровней. Механическая сложность возрастает с уровнем (Таблица) [2].

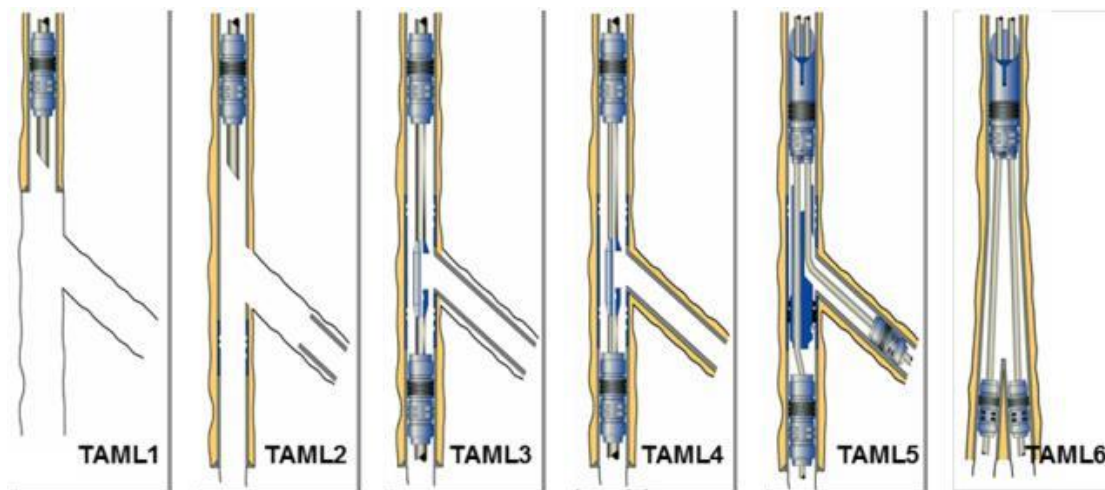


Рис. Типы многоствольных скважин по технологии TAML

Данные факторы показывают, что из-за геологических особенностей на месторождениях Западной Сибири рекомендуется строить скважины по технологии TAML 4 и TAML 5, благодаря герметичному соединению между основным стволом и боковым и добычи остаточных запасов. Эксплуатация данных скважин производится УЭЦН-2А, которые идеально подходят для малых диаметров (89,102 и 104 мм) эксплуатационной колонны бокового ствола. Малый диаметр и длина позволяют безопасно спускать УЭЦН в скважину с высоким темпом набора кривизны, который доходит до 4-8° на 10м, а также отклонением от вертикали на 55-70°. Ступени для УЭЦН-2А довольно энергоэффективны (КПД достигает 57%)[3]. Но самым главным преимуществом данных технологий является то, что из-за малого диаметра колонны скорость потока увеличивается. А чем больше напор, тем меньше давление нужно подавать насосом, благодаря чему снижается энергопотребление.

Данные насосы имеют ряд недостатков. Работа установки в искривленных участках скважины (до 4° на 10 м) повышает нагрузку на валы входящих деталей, что приводит к слому. Из-за высоких оборотов рабочих колес происходит повышенный износ рабочих секций ЭЦН, связанное с трением отдельных элементов насоса и повышением температуры. Вследствие малого проходного сечения в рабочих колесах возможно засорение механическими примесями и солями, поэтому целесообразнее использовать УЭЦН 4 габарита, который намного маневреннее при спуске и при размещении, имеет большую производительность по сравнению с УЭЦН-2А почти в 3 раза.

СЕКЦИЯ 10. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Таблица

		Уровни классификации TAML[2]					
Геолого-физические условия для бурения	Характеристика профиля	TAML1	TAML2	TAML3	TAML4	TAML5	TAML6
		Материнский и БС не обсажены обсадной трубой (или в каждой имеется хвостовик). Прочность сочленения, гидравлическая изолированность зависит от свойств породы, находящейся рядом с сочленением. Применяют только в цементированных пластах	Материнский ствол обсажен трубами и цементирован. У БС открытый забой или оснащен хвостовиком (фильтром). Сочленение гидравлически не изолировано	Материнский ствол обсажен и цементирован. БС обсажен, но не цементирован. (Возможно, есть крепления у места разветвления без цементирования)	Материнский и БС обсажен и цементирован (в боковом стволе установлен хвостовик (фильтр))	Материнский и БС обсажены и цементирован. Сочленение гидравлически изолировано. Оборудование для добычи крепится при помощи пакеров	Материнский ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи. Сочленение герметично (цемента недостаточно для полной герметизации)
	Особенности	- нет механического сопряжения; - затрудненный доступ к обоим стволам; - продукция смешивается из-за отсутствия гидравлической изоляции пластов	-нет механического сопряжения; -продукция смешивается из-за отсутствия гидравлической изоляции пластов; -доступ только к основному стволу	-механическое сопряжение; -доступ к основному и боковому стволу -продукция смешивается из-за отсутствия гидравлической изоляции пластов	-механическое сопряжение, чувствительное к депрессии, при эксплуатации УЭЦН; -Возможна изоляция пластов с установкой пакера; -доступ к основному и боковому стволу	-имеется механическое сопряжение, -возможна одновременно раздельная добыча, благодаря гидравлической изоляции; -Полный доступ к основному и боковому стволу	-механическое сопряжение спускается вместе с обсадными колоннами; -возможна одновременно раздельная добыча из-за гидравлической изоляции; -полный доступ к основному и боковому стволу

Наличие остаточных запасов углеводородов на месторождениях со сложными геологическими условиями заставляет комплексно подойти к разработке с применением резки боковых стволов по классификации TAML 4 и TAML, характеризующиеся герметичностью соединения основного и бокового стволов. Эксплуатация скважин происходит насосами УЭЦН-2А, преимуществами которого являются высокая скорость напора за счёт малого диаметра бокового ствола, но из-за ряда выявленных недостатков чаще всего используются УЭЦН 4 габарита, который обладает высокой производительностью и маневренностью, что обеспечивает бесперебойную работу насоса.

Литература

1. Методы извлечения остаточной нефти / [М. Л. Сургучев, А. Т. Горбунов, Д. П. Забродин и др.]. – М.: Недра, 1991. – 346, [1] с.: ил.; 22 см.; ISBN 5-247-00959-2 (В пер.).
2. Дажук Никита Максимович Технология бурения Fishbone (Фишбон) // Наука и образование сегодня. 2018. №10 (33). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologiya-bureniya-fishbone-fishbon> (дата обращения: 23.03.2021).
3. Щербаченя Андрей Сергеевич Анализ технологии одновременно - раздельной эксплуатации скважин // Вестник науки и образования. 2019. – №9-3 (63). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-tehnologii-odnovenno-razdelnoy-ekspluatatsii-skvazhin> (дата обращения: 25.03.2021).